

Comparison of Industrial Substation Arrangements

T. P. Ribeiro, M. F. Araújo, A. M. Pereira and P. R. D. Monteiro

Abstract—This paper presents a comparative analysis for two alternatives of industrial substation arrangement with selective secondary radial type: first with one main transformer and one reserve and the second one with two main transformers and one reserve. The analysis are based on the power flow calculation, short circuit and reliability indices using the Electrical Power System Analysis Software (ETAP) and on the acquisition costs of equipment and materials. The analysis' methodology application in both alternatives is presented and the results are analyzed and compared as well.

Index Terms— Industrial power systems, Load flow, Power system planning, Power system reliability, Substations.

I. INTRODUÇÃO

O planejamento para construção de novas subestações passa pelo estudo de diversos fatores, inclusive da escolha do arranjo ideal. Por esse motivo, são necessárias uma série de estudos e análises, de modo que seja planejado o sistema mais econômico possível e que satisfaça aos requisitos de qualidade de serviço, com menor número de interrupções e de duração reduzida, podendo, assim, ser traduzido em confiabilidade [1].

A definição do arranjo ideal de uma subestação industrial tem uma grande influência em todas as fases do empreendimento, e por toda a vida útil da instalação. Desde a fase de projeto, suprimento, construção, montagem e operação.

Vários fatores ajudam a determinar qual o arranjo mais conveniente para uma subestação, tais como: flexibilidade de manobra, possibilidade de expansão futura, confiabilidade, segurança, etc [2]. Nas subestações industriais de distribuição predominam os arranjos do tipo radial com ou sem secundário seletivo. Assim, fundamentalmente os requisitos de economicidade e qualidade dos serviços desejados estão relacionados com o modo de operação, que pode ser, em L, H ou duplo I e a quantidade de transformadores principais e reservas. Os modos de operação L, H e duplo I estão relacionados com o estado operacional dos disjuntores do secundário dos transformadores e de interligação de barras.

Artigo submetido para revisão em 27 de Abril de 2020.

T. P. Ribeiro, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil (tribeiro85@hotmail.com).

M. F. Araújo, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil (munique.araujo@gmail.com).

A. M. Pereira, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil (amaickp@gmail.com).

P. R. D. Monteiro, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil (pauloduailibe@id.uff.br).

No que concerne este último tópico, surge a seguinte questão fundamental: "Dado um arranjo do tipo radial com secundário seletivo de uma subestação com um transformador principal e um reserva e outro, com dois transformadores principais e um reserva, qual arranjo é mais adequado sob o ponto de vista de desempenho técnico, econômico e de confiabilidade?".

O objetivo principal deste artigo é apresentar um tutorial com uma metodologia baseada em estudos elétricos, análise de desempenho e economicidade que ajuda a responder a questão proposta.

Restringindo à análise de confiabilidade e de desempenho das subestações industriais, o problema é semelhante às subestações dos sistemas de distribuição e de transmissão de energia. Essa semelhança pode ser vista como uma vantagem porque permite usar experiências e técnicas já consagradas.

Nesse sentido, uma alternativa para gestão de desempenho de subestações de distribuição a partir de técnicas teóricas consagradas de análise de confiabilidade é proposto por [3], onde arranjos do tipo barramento duplo são analisados. Em [4], é apresentado o programa ConSe 1.0 para análise de desempenho de subestação quanto aos níveis de confiabilidade. O cálculo da confiabilidade de subestações usando o método de

Markov é apresentado em [5] verificando a influência da sobrecarga na confiabilidade da subestação.

Uma nova metodologia com indicadores de adequação e segurança que expressem a confiabilidade oferecida pelas subestações ao sistema elétrico é apresentada em [6]. A nova metodologia foi aplicada para a obtenção dos indicadores de confiabilidade para o pátio de uma subestação 230 kV de um sistema teste composto de quatro usinas de geração de médio porte e de duas pequenas centrais hidrelétricas (PCH).

No presente artigo, apresenta-se um tutorial com uma metodologia baseada em quatro estudos e exemplifica sua aplicação com uma análise comparativa entre duas alternativas topológicas de subestação industrial hipotética, muito comum nos sistemas elétricos industriais tanto nacional quanto internacional. Os estudos que fazem parte da metodologia proposta são o fluxo de potência, o cálculo do curto-circuito, a confiabilidade e a análise econômica.

II. ESTUDOS ELÉTRICOS

A análise técnica é de fundamental importância para o planejamento de qualquer empreendimento. Perturbações no fluxo de potência normal da rede comprometem a segurança e a qualidade de energia do sistema elétrico [7], por sua vez, sobrecorrentes causadas por curtos-circuitos oferecem riscos aos equipamentos do sistema elétrico e à vida humana [8]. Para

tanto, faz-se necessária a realização de estudos elétricos para avaliação do comportamento do sistema. Neste artigo, os estudos elétricos propostos para análise comparativa das duas topologias da subestação basearam-se no cálculo do fluxo de potência e de curto-circuito trifásico.

A. Estudos de Fluxo de Potência e Curto Circuito

O estudo de fluxo de potência está sendo utilizado para avaliar o sistema elétrico possibilitando a comparação do desempenho das duas topologias propostas e especificar as características nominais dos equipamentos e barramentos quanto a suportabilidade em regime normal de operação. No estudo do fluxo de potência, adotou-se o método iterativo de Newton-Raphson para sistemas trifásicos [9;10].

Através do estudo de curto-circuito define-se a suportabilidade dos componentes do sistema elétrico das duas alternativas frente às correntes nos regimes subtransitório, transitório e permanente de curto-circuito e também permite comparar as duas alternativas. Foi utilizada a metodologia proposta pelas normas IEC-60909 [11;12;13;14] e IEC-61363 [15] para o cálculo do curto-circuito.

O software educacional *Electrical Power System Analysis Software* (ETAP) [16] foi utilizado para modelagem das duas alternativas de arranjo da subestação e do sistema elétrico da instalação industrial. Apesar da proposta dos arranjos serem para uma subestação hipotética, na coleta dos parâmetros dos equipamentos procurou-se usar valores reais de fabricante, detalhando também o sistema de baixa tensão, de modo que os resultados das análises elétricas estejam coerentes com os de uma instalação elétrica real. Da mesma forma, procurou-se usar os dados da entrada de uma subestação real de 69 kV e aplicar na subestação hipotética em estudo.

A realização das simulações considerou o Arranjo 1 operando em L (um transformador operando e um reserva) e o Arranjo 2 operando em H (dois transformadores operando em paralelo e um reserva). Os valores de fluxo de potência nos trechos, queda de tensão nos barramentos, fator de potência e de correntes de curto-circuito nos barramentos, obtidos da simulação dos dois arranjos são utilizados para a análise comparativa e, adicionalmente, tais resultados são utilizados para definição e especificação dos equipamentos, sendo, portanto, insumos para o estudo econômico e de confiabilidade.

B. Apresentação dos Sistemas Estudados

Para a análise das duas alternativas de arranjo foi utilizado o mesmo sistema elétrico com arranjo do tipo radial simples com secundário seletivo. A subestação principal é alimentada em 69 kV que por sua vez abaixa a tensão para 13,8 kV para alimentar os motores de grande potência e dois transformadores, que tem por finalidade abaixar a tensão para 480 V para alimentar as demais cargas do sistema.

Dois alternativas de arranjo para a subestação de 69 kV hipotética são analisadas para o mesmo sistema elétrico. O primeiro arranjo com dois transformadores iguais, sendo um principal e um reserva (1+1R). Cada transformador está dimensionado para atender todas as cargas. O segundo arranjo contém três transformadores iguais, sendo dois principais e um

reserva (2+1R). Neste arranjo, a totalidade da carga é atendida por dois transformadores, ficando o de reserva para substituir um transformador principal. A seguir apresenta-se as características dos transformadores para as duas alternativas.

--Arranjo 1: Dois transformadores de 69/13,8 kV, 15MVA, Impedância de 8%, sendo um operacional e um reserva;

--Arranjo 2: Três transformadores de 69/13,8 kV, 7,5MVA, Impedância de 6,5%, sendo dois operacionais e um reserva.

Foi considerada a potência de curto-circuito trifásica de 428,3 MVA e relação entre reatância e resistência (X/R) de 2,356 na entrada da subestação. Para o cálculo de curto-circuito foi considerada a potência de interrupção nominal de 2500 MVA, normalmente exigida para disjuntores de subestação de 69 kV. O diagrama unifilar simplificado dos arranjos estudados estão apresentados na Fig. 1 e Fig. 2.

As cargas, por sua vez, são basicamente compostas por motores e o sistema de iluminação. As características dos motores para modelagem foram obtidas do catálogo da WEG [13]. Adicionalmente, pretende-se que os sistemas operem com fator de potência na ordem de 95%, conseguido através da instalação de bancos de capacitores em paralelo com os motores de média tensão e bancos capacitores nos barramentos de 480 V. Os dados dos motores, dos bancos de capacitores e do sistema de iluminação estão apresentados nas Tabelas I e II.

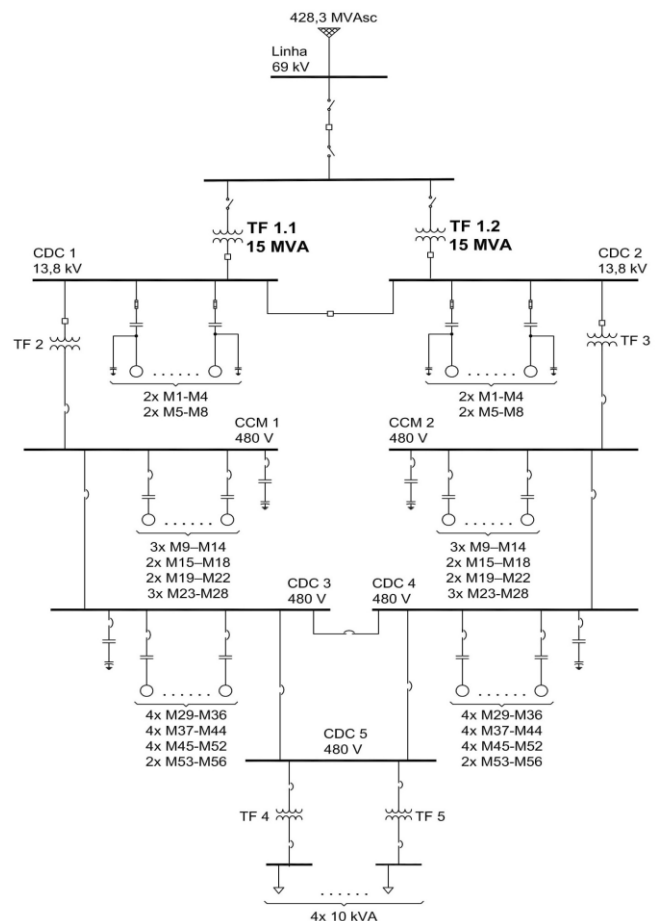


Fig. 1. Arranjo 1: Dois transformadores de 69/13,8 kV, 15MVA, sendo um principal e um reserva.

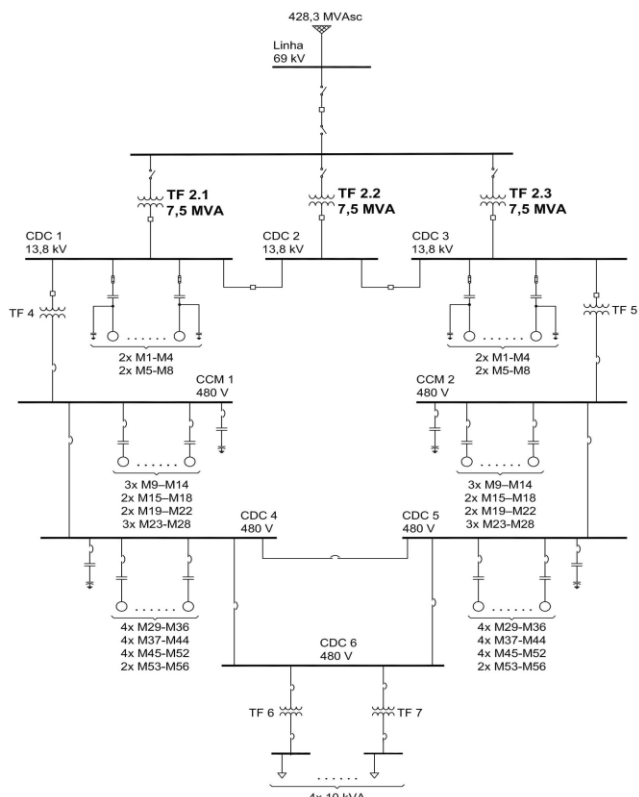


Fig. 2. Arranjo 2: Três transformadores de 69/13,8 kV, 7,5MVA, sendo dois principais e um reserva.

TABELA I
DADOS DOS MOTORES

Motores	Tensão Nominal (kV)	Polos	HP	Rendimento	Fator de Potência	QTD (un)
M1-M4	13,8	4	4000	96,3%	90	4
M5-M8	13,8	4	2000	95,7%	90	4
M9-M14	0,48	4	250	95%	90	6
M15-M18	0,48	4	200	94,8%	90	4
M19-M22	0,48	4	150	95,8%	86	4
M23-M28	0,48	4	100	95,5%	85	6
M29-M36	0,48	4	20	93%	75	8
M37-M44	0,48	4	10	92%	84	8
M45-M52	0,48	4	5	89,5%	74	8
M53-M56	0,48	4	4	89,5%	70	4

TABELA II
DADOS DOS BANCOS DE CAPACITORES E SISTEMA DE ILUMINAÇÃO

Banco de Capacitores			Sistema de Iluminação		
Tensão (kV)	Potência (kVar)	QTD (un)	Tensão (kV)	Potência (kVA)	QTD (un)
0,48	450	6	0,22	10	4
13,8	250	4	-	-	-
0,48	55	2	-	-	-

III. RESULTADOS DOS ESTUDOS ELÉTRICOS

Para a realização da simulação foi considerado o Arranjo 1 operando em L, ou seja, o disjuntor do secundário do transformador principal e o disjuntor de barra fechado e o disjuntor do transformador de reserva aberto. Enquanto que no

Arranjo 2 foi considerado os dois transformadores principais operando em paralelo (operação em H), ou seja, os disjuntores do secundário dos dois transformadores principais e os disjuntores de barra fechados. As simulações de fluxo de potência e de curto-circuito foram realizadas para os dois arranjos e os resultados se encontram na Tabela III. Relevante ressaltar que a análise se deteve ao barramento de 13,8 kV, embora nos estudos foi verificado que os barramentos de 480 V dos dois arranjos apresentaram comportamento dentro das métricas estabelecidas. Ademais, considerando o nível de tensão e sendo este um estudo comparativo, destaca-se que a análise dos transitórios eletromagnéticos não fez parte deste estudo, uma vez que não influenciam na seleção dos equipamentos e soluções para os arranjos proposto.

A Tabela III mostra um comportamento bem parecido dos dois arranjos. O Arranjo 2 teve um desempenho um pouco superior referente às tensões na barra de 13,8 kV, apresentando um percentual de tensão na barra em relação a nominal de 0,58 inferior ao Arranjo 1.

TABELA III
RESULTADOS DO FLUXO DE POTENCIA E CURTO-CIRCUITO

Arranjo	Corrente (A)	Potência (MVA)	Fator de Potência (%)	% de Tensão na Barra	Corrente de Curto-circuito Simétrica (kA)
Secundário 1 TF1.1	471,5	10,98	-	-	-
Barra 13,8 kV	-	-	94,9	97,49	10,46
Secundário TF2.1	234,2	5,49	-	-	-
Secundário 2 TF2.2	234,2	5,49	-	-	-
Barra 13,8 kV	-	-	94,8	98,07	12,04

Deve-se ainda observar que no Arranjo 2 houve um acréscimo na corrente de curto-circuito de 1,58 kA em comparação com o Arranjo 1. Entretanto, os valores das correntes de curto-circuito encontradas nos dois arranjos são inferiores à suportabilidade dos equipamentos e barramentos do painel de 13,8 kV estabelecida em 31,5 kA. Assim, a luz dos resultados encontrados percebe-se que nenhum dos arranjos é unanimemente o melhor. Os dois arranjos estudados revelaram desempenho satisfatório com os resultados dentro dos limites aceitáveis.

IV. ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

A análise de falha de sistemas elétricos industriais está relacionada com a disponibilidade e a qualidade do fornecimento de energia para alimentação das cargas, bem como a segurança operacional do sistema [18]. Dessa maneira, a análise estatística das falhas do sistema, ou seja, do atendimento parcial ou do não-atendimento às cargas, configura premissa básica para a definição do sistema mais adequado.

Logo, essa análise estatística reforça a necessidade de avaliação da confiabilidade do sistema.

Depreende-se por confiabilidade a possibilidade de um componente cumprir sua função num dado tempo de acordo

com as condições operacionais previamente definidas [18;19].

Assim a confiabilidade de um sistema elétrico industrial é calculada com base na probabilidade de falha de cada um dos seus componentes sejam eles transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, barramentos etc. Nesta seção faz-se a análise da confiabilidade das duas alternativas de arranjo (Arranjo 1 e 2) para uma subestação industrial do tipo radial simples com secundário seletivo apresentadas na seção II.

Os seguintes indicadores (1), (2) e (3) são utilizados para a avaliação da confiabilidade dos arranjos:

$$\lambda_i = \sum_{j \in Ne} \lambda_{e,j} \quad (1)$$

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i} \quad (2)$$

$$U_i = \sum_{j \in Ne} \lambda_{e,j} r_{i,j} \quad (3)$$

em que λ_i é a taxa de falha do ponto de carga i (falhas/ano), $\lambda_{e,j}$ é a média da taxa de falha do componente j , Ne é o número total de elementos cujas falhas irão interromper o fornecimento de energia no ponto i , r_i é a duração média da interrupção no ponto i (horas), U_i é a indisponibilidade anual do ponto de carga i (horas por ano) e $r_{i,j}$ é a duração da falha no ponto i causado falha no elemento j .

Para este estudo, índices de confiabilidade adicionais (4), (5), (6) e (7) foram avaliados considerando a relevância da interrupção do sistema [19]:

$$\text{Frequência de interrupção média} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (4)$$

$$\text{Duração de interrupção média do sistema} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (5)$$

$$\text{Disponibilidade média do serviço} = \frac{\sum N_i 8760 - \sum N_i U_i}{\sum N_i 8760} \quad (6)$$

$$\text{Indisponibilidade média do serviço} = 1 - \text{ASAI} \quad (7)$$

em que N_i é o número de consumidores no ponto i e 8760 corresponde ao total de horas considerado em um ano.

A análise de confiabilidade dos Arranjos 1 e 2 foi realizada usando *software* educacional *Electrical Power System Analysis Software* (ETAP) [16]. Os índices de confiabilidade dos arranjos estudados são mostrados na Tabela IV.

TABELA IV
ÍNDICES DE CONFIABILIDADE PARA OS ARRANJOS 1 E 2

Índices de Confiabilidade	Arranjo 1	Arranjo 2
Frequência de interrupção média (falhas/consumidor. ano)	0,8161	0,7947
Duração de interrupção média do sistema (horas/consumidor. ano)	12,9183	9,6063
Disponibilidade média do serviço (ano)	0,9985	0,9989
Indisponibilidade média do serviço (ano)	0,00147	0,00110

A Tabela IV revela desempenho bastante semelhante dos dois arranjos analisados. Percebe-se que a diferença da

disponibilidade média entre os dois arranjos ocorre na quarta casa decimal com uma ligeira vantagem para o Arranjo 2.

Embora o Arranjo 2 tenha apresentado uma performance um pouco superior à do Arranjo 1, considera-se que ao julgar apenas pelos índices de confiabilidades encontrados neste estudo não é determinante para a escolha do arranjo, outros fatores precisam ser analisados.

V. ANÁLISE ECONÔMICA

A. Metodologia de Custos

O processo de elaboração da estimativa de custos de investimento de um projeto possui como objetivo principal o levantamento dos custos unitários dos equipamentos, materiais e serviços necessários para a elaboração do projeto. A elaboração da estimativa de custo pode utilizar uma ou mais metodologias distintas para a obtenção dos custos do escopo a ser orçado, sendo que a escolha por um ou mais métodos depende do nível de detalhamento das informações disponibilizadas no projeto executivo. As metodologias de cálculo de estimativa de custos são classificadas como análoga, paramétrica e/ou detalhada e podem ser definidas [20] como:

--Estimativa análoga: Técnica de estimativa que utiliza valores de parâmetros, como escopo, custo, orçamento e duração ou medidas de escala, como tamanho, peso e complexidade de uma atividade anterior semelhante como base para estimar o mesmo parâmetro ou medida para uma atividade futura. A vantagem desta metodologia é sua aplicabilidade na fase inicial do projeto antes da definição dos requisitos de detalhamento, sendo difícil de ser refutada quando existe uma semelhança muito forte com o projeto anterior. A desvantagem desta metodologia é a dificuldade de se obter dados técnicos/custos em projetos antigos/novos para comparação.

--Estimativa paramétrica: Técnica de estimativa que utiliza uma relação estatística entre dados históricos e outras variáveis (metros quadrados em construção, linhas de código em desenvolvimento de software) para calcular uma estimativa para parâmetros da atividade, como escopo, custo, orçamento e duração. A vantagem desta metodologia é que a mesma pode ser facilmente ajustada através de mudanças nos parâmetros de entrada. A desvantagem desta metodologia é dificuldade em assegurar a consistência e validade dos dados.

--Estimativa detalhada: Técnica de estimativa que utiliza valores e parâmetros atualizados de mercado. Está técnica requer que todas as informações do projeto executivo sejam conhecidas e definidas (especificação técnica, folha de dados e requisição de materiais). A vantagem desta metodologia é a utilização de fatores de produtividade baseados em dados históricos de um projeto ou de uma obra. A desvantagem desta metodologia é o custo envolvido na elaboração da mesma, uma vez que requer a coleta de dados detalhada, manutenção e análise dos mesmos [21].

A metodologia de custos desenvolvida para o levantamento do impacto econômico referente à implementação dos arranjos de subestações representados pelo Arranjo 1 (dois transformadores de 15 MVA, sendo um principal e um reserva) e pelo Arranjo 2 (três transformadores de 7,5 MVA, sendo dois

principais e um reserva), considerou a metodologia detalhada para o cálculo de suprimentos e a metodologia paramétrica para o cálculo dos serviços.

B. Estimativa de Custos de Suprimentos

A estimativa de custos de suprimento compreende os quantitativos de materiais e equipamentos a serem instalados em cada sistema, refletindo as condições de fornecimento previstas e adequadas à realidade do mercado local de realização da obra. Para a definição da especificação e quantitativos de materiais foram extraídos os dados dos estudos elétricos da seção II. A Tabela V e a Tabela VI apresentam, respectivamente, os custos e os quantitativos dos materiais e equipamentos de cada arranjo, sendo o Rio de Janeiro o estado considerado como premissa para o fornecimento dos materiais.

TABELA V
CUSTO DE AQUISIÇÃO – ARRANJO 1

Especificação	Quant.	Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
Transformador de força a Óleo; 15 MVA 69-13,8 KV	2 un	1.136.421,19	2.272.842,37
TCs 72,5 kV para proteção diferencial	6 un	43.617,65	261.705,88
Chave seccionadora – 72,5 kV	2 un	30.096,18	60.192,35
Duto de Barra 15 kV, 800 A – peça de 7,5 m	4 pç	325.334,18	1.301.336,74
Cubículo de Entrada – 15 kV; 31,5 kA completo com Disjuntor a SF6 de 800 A, TCs, TPs e controle e proteção secundária e diferencial	2 un	227.750,79	455.501,58
Cubículo de Interlig. de Barra – 15 kV; 31,5 kA completo com Disjuntor a SF6 de 800 A, TCs e proteção e controle	1 un	134.270,58	134.270,58
TOTAL			4.485.849,49

TABELA VI
CUSTO DE AQUISIÇÃO – ARRANJO 2

Especificação	Quant.	Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
Transformador de força a Óleo; 7,5 MVA 69-13,8 KV.	3 un	429.923,67	1.289.771,01
TCs 72,5 kV para proteção diferencial	9 un	43.617,65	392.558,81
Chave seccionadora – 72,5 kV	3 un	30.096,18	90.288,53
Duto de Barra 15 kV, 600 A – peça de 7,5 m	6 pç	178.509,86	1.071.059,17
Cubículo de Entrada – 15 kV; 31,5 kA completo com Disjuntor a SF6 de 600 A; TCs, TPs e controle e proteção secundária e diferencial	3 un	173.450,17	520.350,52
Cubículo de Interlig. de Barra – 15 kV; 31,5 kA completo com Disjuntor a SF6 de 600 A, TCs e proteção e controle	2 un	111.044,29	222.088,58
TOTAL			3.586.116,61

A precificação dos materiais e equipamentos utilizou como referência banco de dados, oriundo de aquisições de suprimentos elétricos realizados entre os anos de 2012 a 2019, sendo os respectivos custos inflacionados para julho de 2019, data base da análise econômica em epígrafe, de acordo com o índice IPAMQ – IPA16EP-DI Máquinas, aparelhos e equipamentos – Bens de Investimento, código A1416650,

Fundação Getúlio Vargas [22].

Destaca-se que a análise econômica considerou, apenas, os dados de entrada (transformadores de força de 15 MVA e 7,5 MVA, chaves seccionadoras de 72,5 kV, transformadores de corrente classe 72,5 kV para proteção diferencial, dutos de barra de 15 kV, e cubículos de 13,8 kV completos incluindo as proteções secundárias e diferencial), uma vez que as cargas elétricas alimentadas pelas respectivas subestações são idênticas assim como os demais equipamentos e painéis de baixa tensão, podendo ser desprezadas para fins de comparação de custos.

Comparando os resultados das Tabelas V e VI verifica-se que o Arranjo 1 apresenta maior custo de aquisição quando comparado ao Arranjo 2.

C. Estimativa de Custos de Serviços

A estimativa de custos de serviços é composta pelas despesas de mão de obra direta, supervisão, consumíveis e insumos necessários para a realização dos serviços. A composição dos serviços de elétrica considerou a montagem, instalação e comissionamento dos equipamentos constantes nas Tabelas V e VI.

A base de dados dos preços do salário mínimo da mão de obra direta, bem como os encargos sociais associados, utilizou como referência o Estado do Rio de Janeiro, obedecendo à mesma premissa utilizada para a precificação de suprimentos.

Para elaboração da memória de cálculo de produtividade da mão de obra direta, foram utilizados os índices e equipe típicas obtidas através de referências e históricos de obras do mercado de montagem [23]. Destaca-se que os índices de produtividade para a instalação dos transformadores de força, transformadores de corrente e chaves seccionadoras foram obtidos através de opinião especializada e práticas utilizadas pelo mercado [23]. A Tabela VII apresenta o resumo dos custos calculados para os Arranjos 1 e 2.

TABELA VII
ESTIMATIVA DE CUSTOS DE SERVIÇOS

Simulações	HH	Custo / HH	Preço Final
Arranjo 1 (1P + 1R)	384	R\$ 80	R\$ 30.720,00
Arranjo 2 (2P + 1R)	576	R\$ 80	R\$ 46.080,00

D. Benefício e Despesas Indiretas (BDI)

O BDI é um percentual aplicado ao custo de aquisição do bem (material ou equipamento) ou do serviço, que possui como objetivo cobrir as despesas indiretas inerentes ao processo de fornecimento ou serviço.

O BDI é composto pelas seguintes parcelas indiretas de custos: Administração central; Seguro; Garantia; Risco; Despesas financeiras e Lucro.

O cálculo do BDI, Acórdão TCU 2.622/2013 [24], consiste na aplicação de (8).

$$BDI = \frac{(1+AC+S+R+G) \cdot (1+DF) \cdot (1+L)}{(1-I)} - 1 \quad (8)$$

em que AC é a taxa de administração central, S é a taxa de seguros, R é a taxa de riscos, G é a taxa de garantias, DF é a

taxa de despesas financeiras, L é a taxa de lucro/remuneração e I é a taxa de incidência de impostos (PIS, COFINS e ISS).

De acordo com o Tribunal de Contas da União [24], com o objetivo de definir os percentuais aceitáveis para valores de taxas de Benefícios e Despesas Indiretas (BDI) específicas para cada tipo de obra pública e para aquisição de materiais e equipamentos relevantes, bem como efetuar o exame detalhado da adequabilidade dos percentuais, foi adotada pelo respectivo órgão os percentuais da Tabela VIII para o fornecimento de materiais e equipamentos e da Tabela IX para os serviços.

Destaca-se que na elaboração desse estudo não foram consideradas as alíquotas federais, estaduais e municipais incidentes sobre o preço dos materiais e serviços.

TABELA VIII
BDI PARA ITENS DE MERO FORNECIMENTO DE MATERIAIS E EQUIPAMENTOS

Parcela do BDI	Mínimo	Médio	Máximo
Administração central	1,50%	3,45%	4,49%
Seguro + Garantia	0,30%	0,48%	0,82%
Risco	0,56%	0,85%	0,89%
Despesa financeira	0,85%	0,85%	1,11%
Lucro	3,50%	5,11%	6,22%

TABELA IX
BDI PARA CONSTRUÇÃO E MANUTENÇÃO DE ESTAÇÕES E REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Parcela do BDI	Mínimo	Médio	Máximo
Administração central	5,29%	5,92%	7,93%
Seguro + Garantia	0,25%	0,51%	0,56%
Risco	1%	1,48%	1,97%
Despesa financeira	1,01%	1,07%	1,11%
Lucro	8%	8,31%	9,51%

E. BDI de Bens

Os percentuais, apresentados na Tabela X, foram obtidos através da aplicação de (8) sob os dados da Tabela VIII, resultando na composição do BDI para fornecimento de Bens.

O BDI de Bens adotado para as estimativas de custos dos Arranjos 1 e 2, considerou o percentual máximo (16,80%), obtido através dos cálculos, uma vez que tais equipamentos são considerados itens de fornecimento crítico em virtude das dimensões e engenharia associada.

Os resultados obtidos para a elaboração da estimativa de custo de bens são mostrados na Tabela XI.

TABELA X
CÁLCULO DO BDI DE BENS – RESULTADO

BDI para Itens de Mero Fornecimento de Materiais e Equipamentos	Mínimo	Médio	Máximo
	11,10%	14,02%	16,80%

TABELA XI
ESTIMATIVA DE CUSTO DE BENS

Simulações	Custo Total (R\$)	BDI	Preço Final (R\$)
Arranjo 1	4.485.849,49	16,80%	5.239.472,20
Arranjo 2	3.586.116,61	16,80%	4.188.584,20

F. BDI de Serviços

O resultado obtido através da aplicação de (8) nos valores apresentados na Tabela IX resultaram na composição do BDI de Serviços mostrada na Tabela XII.

TABELA XII
CÁLCULO DO BDI DE SERVIÇOS – RESULTADO

BDI para Construção e Manutenção de Estações e Redes de Distribuição de Energia Elétrica	Mínimo	Médio	Máximo
	1,85%	5,05%	7,45%

O BDI de Serviços adotado para as estimativas de custos das simulações 1 e 2, considerou o percentual médio (5,05%), obtido através dos cálculos, uma vez que as condições econômicas do mercado atual sugerem um cenário de recessão, onde as empresas de construção apresentam uma baixa na carteira de projetos, associado ao elevado índice de desemprego. Os resultados obtidos para a elaboração da estimativa de custo de bens são mostrados na Tabela XIII.

TABELA XIII
ESTIMATIVA DE CUSTO DE SERVIÇOS

Simulações	Custo Total (R\$)	BDI	Preço Final (R\$)
Arranjo 1	30.720,00	5,05%	32.271,36
Arranjo 2	46.080,00	5,05%	48.407,04

G. Classificação das Estimativas de Custos

A prática recomendada pela AACEI 87R-14 [25], estabelece uma tabela para a classificação das estimativas de custos, bem como a definição do intervalo de precisão esperado.

O estabelecimento de um modelo de classificação para as estimativas de custos permite a definição das regras gerais para a aprovação dos gestores quanto à opção técnica a ser escolhida para a implementação do projeto [26]. Na Tabela XIV é possível observar os critérios estabelecidos AACE – Association for the Advancement of Cost Engineering [27], para a definição do intervalo de precisão esperado.

Verifica-se que o grau de maturidade do projeto básico (especificação dos equipamentos e materiais) é suficiente para a classificação das estimativas de custos objeto das simulações como CLASSE 1. Neste contexto, adotou-se que o intervalo de precisão do estudo de econômico objeto deste artigo pode variar entre -15% a +20%.

TABELA XIV
CLASSIFICAÇÃO DAS ESTIMATIVAS DE CUSTOS

Classe de Estimativa	Nível de Maturidade do Projeto	Propósito da Estimativa	Faixa esperada de Precisão
Classe 5	0% e 2%	Identificação da oportunidade	Mín: -20% a -50% Máx: +30% a +100%
Classe 4	1% a 15%	Avaliação de conceitos	Mín: -15% a -30% Máx: +20% a +50%
Classe 3	10% a 40%	Aprovação para execução	Mín: -10% a -20% Máx: +10% a +30%
Classe 2	30% a 75%	Controle de Projeto	Mín: -5% a -15% Máx: +5% a +20%
Classe 1	65% a 100%	Verificação de estimativa de preço fixo	Mín: -3% a -10% Máx: +3% a +15%

H. Resultado Final da Análise Econômica

O resultado final da análise econômica é obtido considerando o somatório dos resultados referentes as parcelas de suprimento e serviços, conforme mostrado na Tabela XV.

TABELA XV
ESTIMATIVA DE CUSTOS TOTAIS

Simulações	Custo Total (R\$)	Intervalo Inferior (R\$)	Intervalo Superior (R\$)
Arranjo 1	5.271.743,56	4.480.982,03	6.326.092,28
Arranjo 2	4.236.991,24	3.601.442,56	5.084.389,49

O resultado da análise econômica demonstra que a alternativa do Arranjo 2 é economicamente mais viável quando comparada com o Arranjo 1.

VI. CONCLUSÃO

Este artigo, apresentou um tutorial com uma metodologia baseada nos estudos de fluxo de potência, curto-circuito, confiabilidade e análise de custos para análise de arranjo de subestação. A metodologia foi aplicada em duas alternativas de arranjo propostas para uma subestação industrial hipotética do tipo radial com secundário seletivo, sendo um arranjo com um transformador com capacidade para atender integralmente as cargas e um reserva de mesma capacidade e o outro arranjo, com as cargas sendo atendidas integralmente com dois transformadores e um reserva de igual potência.

Os resultados dos estudos elétricos e de confiabilidade não apresentaram diferenças significativas que fossem determinantes para indicar o arranjo mais conveniente, enquanto que os resultados da análise econômica indicaram uma economia de R\$ 1.034.752,32 do Arranjo 2 em relação ao Arranjo 1.

A aplicação da metodologia mostrou que fornece meios para análise comparativa de arranjo de subestação, permitindo a obtenção de importante subsídio de avaliação do melhor arranjo para novas subestações. Assim, considerando que a maioria dos arranjos de subestações industriais de grande porte são do tipo radial com secundários seletivo, espera-se que esse artigo contribua para a tomada de decisão na concepção de projetos de subestações industriais.

REFERÊNCIAS

- [1] W. Mauricio, L. S. Mazrahi, J. A. Filho and M. O. M. Menezes, "Qual o arranjo e a expansão ideais," *Eletricidade Moderna*, São Paulo, Brazil, pp. 31-52, Jan. 1987.
- [2] A. Bianco, C. R. R. Dornellas and M. T. Schilling, "Power System Nodal Risk Assessment: Concepts and Applications," *Eletroevolução*, no. 20, pp. 11-16, Jun. 2000.
- [3] J. B. Penteado, "Análise do Desempenho de Subestações de Energia Elétrica a Partir de Critérios de Confiabilidade," B.S. thesis, Esc. Eng. São Carlos, Univ. São Paulo, São Paulo, SP, Brazil, 2011.
- [4] H. P. A. Junior, L. A. M. C. Domingues and E. F. A. Lisboa, "Avaliação da Confiabilidade de Subestações," in *XVI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*, Brasília, DF, Brazil, 2004, pp. 1-10.
- [5] A. F. Brandao, "Reliability Reduction in Electrical Installations Due to Equipment Overload," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 6, no. 1, pp. 74-80, Mar. 2008, 10.1109/TLA.2008.4461635.
- [6] A. Violin, "Avaliação da Confiabilidade de Subestações Baseada nos Desempenhos Estático e Dinâmico de Sistemas Elétricos de Potência," D.S. thesis, Prog. P.G. Eng. Ele., Univ. Fed. Itajubá, Itajubá, MG, Brazil, 2014.
- [7] R. O. Ruback and V. M. da Costa, "A New Method for Analyzing Three-phase Faults under Data Uncertainties," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no. 5, pp. 1395-1401, May. 2018, 10.1109/TLA.2018.8408433.
- [8] F. Freitas, C. Donadel, M. C. and E. Silva, "Optimal Coordination of Overcurrent Relays in Radial Electrical Distribution Networks," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, no. 3, pp. 520-527, Mar. 2019, 10.1109/TLA.2019.8863323.
- [9] Jizhong Zhu, "Power Flow Analysis," in *Optimization of Power System Operation*, 2nd ed., Wiley-IEEE Press, 2015, pp. 13-50.
- [10] H. Q. Pereira and V. M. Costa, "Uma avaliação crítica das formulações de fluxo de potência para sistemas trifásicos via método de newton-raphson," *SBA: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, vol. 18, n. 1, pp. 127-140, Feb. 2007, 10.1590/S0103-17592007000100010.
- [11] Short-Circuit Currents in Three-Phase A.C Systems - Part 0: Calculation of Currents, IEC Standard 60909-0, 2016.
- [12] Short-Circuit Currents in Three-Phase AC Systems - Part 1: Factors for the Calculation of Short Circuit Currents According to IEC 60909-0, IEC TR 60909-1, 2002.
- [13] Short-Circuit Currents in Three-Phase AC Systems - Part 2: Data of Electrical Equipment for Short-circuit Current Calculations, IEC TR 60909-2, 2008.
- [14] Short-Circuit Currents in Three-Phase AC Systems - Part 4: Examples for the Calculation of Short-circuit Currents, IEC TR 60909-4, 2000.
- [15] Electrical Installations of Ships and Mobile and Fixed Offshore Units - Part 1: Procedures for Calculating Short Circuit Currents in Three-Phase AC, IEC Standard 61363-1, 1998.
- [16] ETAP - Power System Modeling, Analysis and Optimization Software, Available: <https://etap.com/student-edition>, Accessed on: Nov. 10, 2019.
- [17] WEG Seleção de Motores Elétricos, Available: http://ecatalog.weg.net/TEC_CAT/tech_motor_sel_web.asp?cd_produto=32&CD_CATEGORIA_PRODUTO=5&cd_mercado=000B&cd_idioma_cat=PT&cd_empresa=110, Accessed on: Nov. 12, 2019.
- [18] B. Boussahoua and A. Elmaouhab, "Reliability Analysis of Electrical Power System Using Graph Theory and Reliability Block Diagram," in *2019 Algerian Large Electrical Network Conference (CAGRE)*, Algiers, Algeria, 2019, pp. 1-6.
- [19] M. Z. Kamaruzaman, N. I. A. Wahab and M. N. M. Nasir, "Reliability Assessment of Power System with Renewable Source using ETAP," *2018 International Conference on System Modeling & Advancement in Research Trends (SMART)*, pp. 236-242, Nov. 2018, 10.1109/SYSMART.2018.8746980.
- [20] A Guide to the Project Management Body of Knowledge. PMBOK® Guide, 6th ed., Project Management Institute, Newtown Square, PA, USA, 2017.
- [21] A.P. Camargo and P. C. Sentelhas, "Avaliação do desempenho de diferentes métodos de estimativas da evapotranspiração potencial no Estado de São Paulo, Brasil," *Revista Brasileira de Agrometeorologia*, Santa Maria, vol. 5, no.1, pp. 89-97, Jan. 1997.
- [22] Código IPAMQ – IPA16EP-DI Máquinas, aparelhos e equipamentos – Bens de Investimento: código A1416650, Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, Brazil, 2019.
- [23] P. S. T. Fernandes, *Montagens Industriais – Planejamento, Execução e Controle*, 2nd ed, São Paulo, Brasil: Artliber Editora, 2009, pp. 344.
- [24] Acórdão TCU 2.622/2013, Tribunal de Contas da União. Brazil, Set. 2013 [Online]. Available: <https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/#/documento/acordao-completo/AC-2622-37%252F13-P%2520/DTRELEVANCIA%2520desc%252C%2520NUMACORDA-OINT%2520desc/0/%2520?uid=e8bed6d0-86f2-11ea-9efe-7302dd68cf06>, Accessed on: Nov. 14, 2019.

- [25] Cost estimate classification system - as applied for the petroleum exploration and production industry: AACE international recommended practice no. 87R-14, Association for the Advancement of Cost Engineering International, Morgantown, WZ, USA, 2019.
- [26] Cost engineering terminology: AACE international recommended practice no. 10S-90, Association for the Advancement of Cost Engineering International, Morgantown, WZ, USA, 2019.
- [27] Cost Estimate Classification System: AACE international recommended practice no. 17R-97, Association for the Advancement of Cost Engineering International, Morgantown, WZ, USA, 2019.



Tiago Pinheiro Ribeiro é Português, residente no Rio de Janeiro, Brasil. Recebeu o grau de Engenheiro Elétrico em 2009 da Universidade Gama Filho. Possui Especialização em Automação Industrial pela Faculdade SENAI-RJ (2015) e atualmente é aluno do curso de Mestrado Profissional em Montagem

Industrial da Universidade Federal Fluminense. Possui experiência nacional e internacional em projetos de instrumentação, automação e elétrica, projetos de melhorias no setor industrial, supervisão de atividades de manutenção preventiva, corretiva e preditiva, fiscalização de projetos executivos, comissionamento e construção e montagem de obras de grande porte na área de Óleo e Gás.



MunIQUE Freire de Araújo nasceu no Brasil. Recebeu o grau de Engenheira Elétrica em 2005 da Universidade Gama Filho. Possui Especialização em Gerenciamento de Projetos pela Fundação Getúlio Vargas (2008), Especialização em Engenharia de Dutos pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (2011), Especialização em Engenharia de

Custos pelo Instituto Brasileiro de Engenharia de Custos – IBEC (2015) e atualmente é aluna do curso de Mestrado Profissional em Montagem Industrial da Universidade Federal Fluminense. É engenheira orçamentista com experiência na gestão de projetos e administração contratual em obras de grande porte na área onshore e offshore.



Aleksandro Maick Pereira nasceu no Brasil. Recebeu o grau de Engenheiro Mecânico em 2006 pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Possui Especialização em Finanças pelo Instituto Coppead/UFRJ (2013), Especialização em Engenharia Naval pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2014) e atualmente é aluno do curso de Mestrado

Profissional em Montagem Industrial da Universidade Federal Fluminense. Possui experiência em gestão de operações, comissionamento de unidades industriais, manutenção preventiva e preditiva e análise de falhas.



Paulo Roberto Duailibe Monteiro nasceu no Brasil. Recebeu o grau de Engenheiro Elétrico em 1977 da Universidade Católica de Petrópolis, Petrópolis, Brasil. Obteve o título de mestre em Engenharia de Produção em 1996 e o título de Doutor em Engenharia Civil em 2016, ambos pela Universidade Federal Fluminense (UFF),

Niterói, Brasil. Desde 1985 é professor de engenharia elétrica da Universidade Federal Fluminense, Niterói, Brasil. Suas realizações incluem o Prêmio Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia na Categoria de Órgãos e Empresas de Administração Pública, do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) do Ministério de Minas e Energia do Brasil, em 2003 e 2004 pela UFF. Atualmente é professor permanente do Programa de Pós-Graduação em Montagem Industrial. Os seus interesses de pesquisa incluem sistemas de transmissão, com ênfase em Subestações, planejamento de redes de distribuição de energia e energia renovável.